RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Telles qu'elles sont utilisées dans la présente rubrique, les mentions d'augmentation et de diminution, en dollars ou en pourcentage, sont fondées sur la comparaison des résultats du trimestre terminé le 31 mars 2010 avec ceux du trimestre terminé le 31 mars 2009.

Produits

Trimestres terminés les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	2010	2009	Variation en $	Variation en %
Transport	320	302	18	6
Distribution	983	986	(3)	–
Divers	16	15	1	7
	1 319	1 303	16	1
Moyenne de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario (MW)[1]	20 935	22 186	(1 251)	(6)
Distribution – unités distribuées aux clients (TWh)[1]	8,0	8,4	(0,4)	(5)

[1] Les statistiques relatives au réseau sont provisoires.

La demande d'électricité suit généralement les variations climatiques normales et, par conséquent, nos produits d'exploitation liés à l'énergie, toutes choses étant égales par ailleurs, auront tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

Transport

Les produits tirés du transport proviennent principalement de nos tarifs de transport, qui sont fondés sur la demande de pointe mensuelle d'électricité sur notre réseau haute tension. Les tarifs sont établis de telle sorte à générer les produits nécessaires au maintien d'un réseau de transport ayant une capacité suffisante pour répondre à la demande prévue maximale. La demande dépend surtout des conditions climatiques et de la conjoncture économique. Les produits tirés du transport comprennent également les produits d'exportation associés au transport de la production excédentaire vers les marchés avoisinants et les produits accessoires, lesquels découlent principalement des services d'entretien fournis en grande partie aux producteurs d'électricité et de l'usage secondaire de nos emprises.

Au premier trimestre de 2010, nos produits tirés du transport ont augmenté de 18 millions de dollars, ou de 6 %, par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est principalement attribuable aux augmentations de tarifs du transport approuvées par la Commission de l'énergie de l'Ontario (la « CEO ») en vigueur le 1er juillet 2009 et le 1er janvier 2010, qui ont donné lieu à un accroissement des produits de 30 millions de dollars. Les augmentations des tarifs du transport appuient les investissements effectués dans le cadre de la politique en matière de mixité des sources d'approvisionnement de l'Office de l'électricité de l'Ontario (l'« OEO »), notamment l'élimination graduelle de la production d'électricité à partir du charbon et ceux effectués pour pallier la vétusté des infrastructures. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la baisse des produits attribuable à la diminution de la moyenne annuelle de la demande de pointe sur 60 minutes en Ontario et à celle de la charge totale connexe, laquelle a été inférieure de 17 millions de dollars par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

L'augmentation de 5 millions de dollars des produits accessoires a également contribué à la hausse des produits.

Distribution

Les produits tirés de la distribution comprennent ceux générés par nos services de distribution tarifés ainsi que les montants nécessaires au recouvrement des coûts d'achat de l'électricité consommée par nos clients. Par conséquent, les produits tirés de la distribution dépendent de la quantité d'électricité que nous distribuons, des coûts d'achat d'électricité et de nos tarifs de distribution. Ces produits comprennent également un faible montant de produits provenant de services auxiliaires de distribution, comme les frais liés à l'utilisation de nos poteaux par les secteurs des télécommunications et de la câblodistribution et des frais divers tels que les pénalités de retard.

Au premier trimestre de 2010, les produits tirés de la distribution ont diminué de 3 millions de dollars par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Cette baisse des produits est principalement attribuable au recul de la consommation et au recouvrement de coûts d'achat d'électricité inférieurs. Le recul de la consommation, attribuable principalement à la clémence des conditions météorologiques, a donné lieu à une baisse de 14 millions de dollars des produits tirés de la distribution. Le recouvrement de coûts d'achat d'électricité inférieurs a réduit de 11 millions de dollars les produits tirés de la distribution, tel qu'il est mentionné plus loin à la rubrique « Achats d'électricité ».

La diminution des produits tirés de la distribution a été atténuée par l'augmentation des tarifs de distribution dont a tiré avantage notre filiale, Hydro One Networks Inc., aux termes de la décision rendue le 18 décembre 2008 par la CEO relativement à notre demande liée aux coûts de prestation du service et de la décision rendue le 13 mai 2009 par la CEO visant notre demande de tarifs dans le cadre du mécanisme de tarification par incitatifs (« MTI ») de troisième génération. Ces hausses tarifaires, entrées en vigueur le 1er mai 2008 et le 1er mai 2009, respectivement, ont donné lieu à une augmentation de 12 millions de dollars des produits tirés de la distribution et répondront aux besoins de nos réseaux de distribution en matière d'entretien et d'investissement, permettant ainsi d'assurer un approvisionnement continu sécuritaire et fiable en électricité aux abonnés partout en Ontario. La décision portant sur le MTI de troisième génération a également donné lieu à une hausse de 7 millions de dollars des produits attribuable au recouvrement des dépenses en immobilisations liées aux compteurs intelligents.

En outre, les produits accessoires du premier trimestre de 2010 ont été plus élevés de 3 millions de dollars par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Achats d'électricité

Les coûts d'achat d'électricité engagés par notre entreprise de distribution représentent le coût de l'électricité livrée aux abonnés dans notre territoire de service et expriment le coût de l'énergie vendue sur le marché de gros, les frais de service du marché de gros de l'électricité de la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (« SIERE ») et les frais de transport prélevés par cette dernière. Le coût de l'énergie pour les petits consommateurs et d'autres consommateurs désignés repose sur la grille tarifaire réglementée (« GTR ») de la CEO, qui consiste en une structure tarifaire à deux niveaux comportant des seuils ajustés deux fois par année. Les consommateurs qui ne sont pas admissibles à la GTR paient l'électricité au prix du marché, après ajustement au titre de l'écart entre les prix du marché et les prix payés aux producteurs en vertu de la *Loi de 2004 sur la restructuration du secteur de l'électricité*. Un sommaire de la GTR ayant une incidence sur la période considérée est présenté ci-dessous.

Sommaire de la GTR

	Niveau seuil (kWh/mois)		Tarifs par niveau (cents/kWh)	
Entrée en vigueur	**Clients résidentiels**	**Clients non résidentiels**	**Premier niveau**	**Deuxième niveau**
1er novembre 2008	1 000	750	5,6	6,5
1er mai 2009	600	750	5,7	6,6
1er novembre 2009	1 000	750	5,8	6,7

En 2010, les coûts d'achat d'électricité ont baissé de 11 millions de dollars, ou de 2 %, en regard de ceux de la période correspondante de l'exercice précédent et ont atteint 655 millions de dollars. Cette baisse est essentiellement imputable à un fléchissement de la demande d'électricité de l'ordre de 34 millions de dollars, à l'incidence de la baisse de 4 millions de dollars des frais prélevés par la SIERE et à une diminution de 3 millions de dollars des coûts associés à la GTR de la CEO pour les abonnés résidentiels et autres clients admissibles par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par des hausses de 21 millions de dollars attribuables aux prix de gros des marchandises pour les consommateurs qui ne sont pas admissibles à la GTR et de 9 millions de dollars découlant des frais de transport, en raison des décisions de la CEO, le 1er juillet 2009 et le 1er janvier 2010, relatives aux tarifs de transport au premier trimestre de 2010 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Exploitation, entretien et administration

Nos charges d'exploitation, d'entretien et d'administration se composent de la main-d'œuvre, des matières, du matériel et des services achetés aux fins du soutien de l'exploitation et de l'entretien des réseaux de transport et de distribution. Ces charges comprennent également les impôts fonciers et les paiements en remplacement des impôts se rapportant à nos lignes de transport et de distribution, à nos postes et à nos bâtiments.

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration de chacun de nos trois secteurs d'activité ont été les suivantes :

Trimestres terminés les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	**2010**	**2009**	**Variation en $**	**Variation en %**
Transport	107	103	4	4
Distribution	137	127	10	8
Divers	14	13	1	8
	258	243	15	6

Transport

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration engagées pour soutenir nos postes de transport et nos lignes à haute tension ainsi que nos droits de passage ont augmenté de 4 millions de dollars, ou de 4 %, au premier trimestre en regard de celles de la période correspondante de l'exercice précédent. Dans le cadre de nos programmes de travaux, nous avons continué d'investir dans l'exploitation sûre et fiable de notre réseau de transport en territoire ontarien. Les dépenses liées aux programmes de travaux se sont accrues de 9 millions de dollars. Ces facteurs sont principalement attribuables à la hausse des dépenses liées aux programmes d'entretien prévu des postes pour pallier la vétusté des infrastructures, particulièrement celle des transformateurs, et voir aux besoins plus grands aux travaux d'entretien correctif et au soutien à l'ingénierie et à l'expansion des programmes de travaux forestiers. Nos dépenses liées au soutien du réseau de transport ont diminué de 5 millions de dollars, ce qui rend compte de la réaffectation des ressources aux fins du soutien du programme d'investissements, facteur en partie contrebalancé par l'augmentation des dépenses engagées à l'égard de la technologie de l'information et des mises à niveau de l'infrastructure.

Distribution

Les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration engagées pour soutenir notre réseau de distribution à basse tension ont augmenté de 10 millions de dollars, ou de 8 %, au premier trimestre en regard de celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Dans le cadre de nos programmes de travaux, nous avons connu une hausse des dépenses de 10 millions de dollars, découlant essentiellement de la progression de nos programmes de travaux forestiers en vue de tirer avantage des conditions climatiques, des exigences accrues à l'égard des relations avec la clientèle et des programmes d'entretien des postes. Les dépenses liées à notre réseau de distribution sont semblables à celles de l'exercice précédent.

Amortissement

La dotation aux amortissements a augmenté de 15 millions de dollars, ou de 12 %, au premier trimestre de l'exercice par rapport à celle de la période correspondante, pour s'établir à 139 millions de dollars. Cette augmentation s'explique essentiellement par la mise en service de nouveaux actifs, conformément à notre programme de travaux continu en matière d'immobilisations. En outre, la dotation aux amortissements associée à l'actif réglementaire lié à l'environnement a crû en raison de la hausse des dépenses requises pour se conformer à la réglementation d'Environnement Canada.

Charges de financement

Les charges de financement ont progressé de 13 millions de dollars, ou de 18 %, au premier trimestre de l'exercice, par rapport à celles de la période correspondante de l'exercice précédent, pour s'établir à 85 millions de dollars. Cette progression découle principalement de l'augmentation du montant net des intérêts débiteurs, reflétant un niveau moyen de dette plus élevé en vue de soutenir les exigences en matière de capitaux, facteur atténué par une baisse du taux d'intérêt effectif moyen. De plus, le montant des intérêts capitalisés a diminué par suite d'une réduction importante du taux de capitalisation prescrit par la CEO, facteur contrebalancé en partie par le niveau accru des immobilisations en cours.

Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés

La provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés a reculé de 8 millions de dollars, ou de 38 %, au premier trimestre comparativement à la période correspondante de l'exercice précédent, pour s'établir à 13 millions de dollars. Ce recul est attribuable au repli du bénéfice avant impôts de l'exercice et à la réduction du taux prévu par la loi, qui est passé de 33,0 % à 31,0 %. L'incidence nette des écarts temporaires a été négligeable.

Bénéfice net

Le bénéfice net de 169 millions de dollars a baissé de 8 millions de dollars, ou de 5 %, par rapport à celui du premier trimestre de 2009. La baisse du bénéfice net découle des hausses des besoins en matière d'exploitation liés principalement à notre programme des travaux et de la dotation aux amortissements liée à la mise en service de nouveaux actifs. Les charges de financement ont également augmenté, rendant compte d'un niveau moyen de dette plus élevé en vue d'engager des dépenses en immobilisations, en partie contrebalancé par un recul du taux d'intérêt effectif moyen. La baisse du bénéfice net attribuable à ces facteurs a été atténuée par l'augmentation des produits attribuable principalement aux hausses des tarifs de transport approuvées par la CEO, entrées en vigueur le 1er juillet 2009 et le 1er janvier 2010, qui appuient les investissements effectués dans le cadre de la politique de l'OEO en matière de mixité des sources d'approvisionnement, notamment l'élimination graduelle de la production d'électricité à partir du charbon et ceux effectués pour pallier la vétusté des infrastructures. Notre provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés a également diminué en raison d'une réduction du taux prévu par la loi, qui est passé de 33,0 % à 31,0 %, et de l'incidence du recul du bénéfice avant impôts de l'exercice.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION TRIMESTRIELS

Le tableau suivant présente l'information trimestrielle non vérifiée pour chacun des huit trimestres compris dans la période allant du 30 juin 2008 au 31 mars 2010. Cette information a été tirée de nos états financiers consolidés intermédiaires non vérifiés qui, de l'avis de notre direction, ont été dressés conformément aux états financiers consolidés annuels vérifiés et comprennent tous les ajustements, consistant uniquement en ajustements récurrents normaux nécessaires pour donner une image fidèle de notre situation financière et de nos résultats d'exploitation des périodes visées. Ces résultats d'exploitation ne sont pas nécessairement représentatifs des résultats des périodes futures, et le lecteur ne doit pas s'y fier pour prédire notre rendement futur.

(en millions de dollars canadiens)	**2010**	**2009**			**2008**			
Trimestres terminés les	**31 mars**	**31 déc.**	**30 sept.**	**30 juin**	**31 mars**	**31 déc.[2]**	**30 sept.**	**30 juin**
Total des produits[1]	1 319	1 207	1 144	1 090	1 303	1 194	1 126	1 055
Bénéfice net[1]	169	111	100	82	177	131	112	98
Bénéfice net attribuable au porteur d'actions ordinaires[1]	165	106	96	77	173	126	108	93

1 La demande d'électricité suit généralement les variations climatiques normales et, par conséquent, nos produits et notre bénéfice liés à l'électricité, toutes choses étant égales par ailleurs, ont tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

2 Aux termes de la décision concernant la demande relative aux tarifs de distribution d'Hydro One Networks, rendue le 18 décembre 2008 par la CEO et entrée en vigueur le 1er mai 2008, les produits du quatrième trimestre de 2008 s'expliquent par une hausse de 25 millions de dollars pour la période allant du 1er mai 2008 au 31 décembre 2008.

SITUATION DE TRÉSORERIE ET SOURCES DE FINANCEMENT

Nos principales sources de financement et de liquidités sont les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, les emprunts sur les marchés financiers et le financement bancaire. Ces ressources serviront à combler nos besoins de financement, lesquels englobent encore les montants liés aux dépenses en immobilisations, au service et au remboursement de notre dette, aux paiements aux termes de nos conventions d'impartition, aux activités d'investissement ainsi qu'aux dividendes.

Sommaire des sources et des affectations de liquidités

Trimestres terminés les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	**2010**	**2009**
Activités d'exploitation	287	181
Activités de financement		
Émission de titres de créances à long terme	1 000	600
Remboursement sur la dette à long terme	–	(400)
Billets à court terme	(55)	150
Versements de dividendes	(14)	(108)
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations	(322)	(336)
Placement à long terme	(250)	–
Autres activités de financement et d'investissement	7	17
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	653	104

Activités d'exploitation

Les rentrées nettes liées aux activités d'exploitation ont augmenté de 106 millions de dollars, ou de 59 %, par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, pour s'établir à 287 millions de dollars. Cette hausse rend compte surtout de l'augmentation du solde des débiteurs en 2009, laquelle reflète l'augmentation des coûts des marchandises et les cycles de recouvrement prolongés liés à la conjoncture économique difficile. Les niveaux des débiteurs commencent à se stabiliser et les cycles de recouvrement ont connu de faibles baisses. Les changements apportés à certains comptes réglementaires, particulièrement aux comptes d'écart liés aux règlements de détail et aux comptes d'écarts liés à la protection des tarifs aux

consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée, ont également été favorables à l'augmentation des rentrées nettes liées aux activités d'exploitation.

Activités de financement

Les liquidités à court terme proviennent des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et de notre programme de papier commercial, programme aux termes duquel nous sommes autorisés à émettre jusqu'à 1 000 millions de dollars de billets à court terme d'une durée inférieure à 365 jours, d'autres lignes de crédit et nos billets à taux variable de la province de l'Ontario. Le 31 mars 2010, l'encours sur les billets à court terme s'établissait à néant. Le programme de papier commercial est soutenu par des facilités de trésorerie totalisant 1 500 millions de dollars composées d'une facilité de crédit renouvelable consentie de 1 250 millions de dollars obtenue auprès d'un consortium bancaire et de billets à taux variable de la province de l'Ontario de 250 millions de dollars. Les liquidités à court terme prévues dans ce programme et les flux de trésorerie prévus liés aux activités d'exploitation devraient suffire à financer nos besoins habituels en matière d'exploitation.

Au cours du trimestre, nous avons acquis 250 millions de dollars de billets à taux variable de la province de l'Ontario venant à échéance le 19 novembre 2014 comme autre forme de liquidité visant à compléter nos facilités de crédit bancaires. Nous avons également réduit de 250 millions de dollars sa facilité de crédit renouvelable existante, laquelle est passée à 750 millions de dollars. En outre, nous avons conclu avec un consortium bancaire une nouvelle facilité de crédit renouvelable supplémentaire de 500 millions de dollars venant à échéance en février 2013. Nous comptons augmenter le montant de cette nouvelle facilité de crédit pour la porter à 1 250 millions de dollars et proroger son échéance jusqu'en juin 2013. La nouvelle facilité de crédit augmentée fait l'objet d'une souscription, et nous disposons à l'heure actuelle d'une lettre d'engagement de diverses banques portant sur une tranche de 1 125 millions de dollars du montant de 1 250 millions de dollars. Lorsque cette nouvelle facilité de crédit sera conclue, le cas échéant, la facilité de crédit existante d'un montant de 750 millions de dollars échéant en août 2010 sera annulée.

Le 31 mars 2010, l'encours sur notre dette à long terme s'établissait à 7 875 millions de dollars, compte tenu de la partie à court terme. Nos billets et nos débentures viennent à échéance entre 2010 et 2046. Le financement à long terme est assuré par notre accès aux marchés de la dette, principalement grâce à notre programme de billets à moyen terme. Le 27 juillet 2009, nous avons déposé un prospectus préalable de base afin de renouveler notre programme de billets à moyen terme pour une durée supplémentaire de 25 mois. Le montant en capital maximal des billets à moyen terme pouvant être émis aux termes de ce programme jusqu'en août 2011 est de 3 000 millions de dollars, montant dont la tranche non encore émise était de 1 750 millions de dollars au 31 mars 2010.

	Cote	
Agence de notation	**Dette à court terme**	**Dette à long terme**
DBRS Limited	R-1 (moyen)	A (élevé)
Moody's Investors Service Inc.	Préférentiel-1	Aa3
S&P	A-1	A+

Des clauses restrictives d'usage sont habituellement associées à la dette à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de notre dette à long terme limitent notre dette admissible exprimée en pourcentage du total de notre structure du capital, restreignent notre capacité de vendre des actifs et imposent une clause de sûreté négative, sous réserve des exceptions habituelles. Les conventions de crédit relatives à nos facilités de crédit ne comportent aucune clause de changement néfaste important qui pourrait entraîner un manquement. Cependant, les conventions de crédit exigent que nous fassions parvenir aux prêteurs un avis indiquant tout changement néfaste important dans les trois jours ouvrables de sa survenance. Les conventions prévoient également que notre dette ne peut représenter plus de 75 % du total de la structure du capital et que les titres de créances émis par nos filiales ne peuvent dépasser 10 % de la valeur comptable totale de nos actifs. Au 31 mars 2010, nous nous conformions à toutes ces clauses restrictives et limites.

Au premier trimestre de 2010, nous avons émis 1 000 millions de dollars de titres de créances à long terme dans le cadre de notre programme de billets à moyen terme. Aucun titre d'emprunt n'est arrivé à échéance. Par comparaison, au cours du premier trimestre de 2009, nous avions émis 600 millions de dollars de titres de créances à long terme dans le cadre de ce programme et avions remboursé une tranche échue de 400 millions de dollars sur la dette à long terme. Au premier trimestre de 2010, le montant de nos billets à court terme a diminué de 55 millions de dollars comparativement à une augmentation de 150 millions de dollars au premier trimestre de 2009.

Les dividendes sur actions ordinaires sont déclarés à l'entière discrétion du conseil d'administration et sur recommandation de la direction en fonction des résultats d'exploitation, de la situation financière, des besoins de liquidités et d'autres facteurs pertinents comme les pratiques au sein du secteur et les attentes de l'actionnaire. Les dividendes sur actions ordinaires liés aux résultats financiers d'un trimestre donné sont habituellement déclarés et versés au cours du trimestre suivant.

Au premier trimestre de 2010, nous avons versé à la province des dividendes de 14 millions de dollars, soit 10 millions de dollars de dividendes sur actions ordinaires et 4 millions de dollars de dividendes sur actions privilégiées. Au cours de la période correspondante de l'exercice précédent, nous avions versé des dividendes sur actions ordinaires de 104 millions de dollars et des dividendes sur actions privilégiées de 4 millions de dollars.

La structure du capital de la société devrait lui permettre d'atteindre les objectifs suivants : le maintien d'un accès efficace à des fonds à long terme, à des taux raisonnables, ainsi que la réalisation de bons rendements financiers. Pour assurer le maintien en permanence d'un accès efficace à des fonds, la société tente de maintenir sa cote de solvabilité à long terme dans la catégorie « A ».

Activités d'investissement

Les sorties nettes liées aux activités d'investissement, soit essentiellement des dépenses en immobilisations qui ont été engagées pour améliorer et renforcer notre infrastructure de transport et de distribution dans l'intérêt du public, se sont établies comme suit :

Trimestres terminés les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	**2010**	**2009**	**Variation en $**	**Variation en %**
Transport	195	187	8	4
Distribution	126	148	(22)	(15)
Divers	1	1	–	–
	322	336	(14)	(4)

Transport

Les dépenses en immobilisations liées au transport ont augmenté de 8 millions de dollars, ou de 4 % au premier trimestre comparativement à celles du trimestre correspondant de 2009, pour s'établir à 195 millions de dollars.

Les dépenses visant à agrandir et à consolider le réseau de transport se sont chiffrées à 107 millions de dollars, soit 20 millions de dollars de plus que l'exercice précédent. Cette hausse découle de projets de mise à niveau des réseaux interrégionaux de l'OEO destinés à soutenir les objectifs de mixité des sources d'approvisionnement pour la production. Les dépenses du trimestre comprennent également des investissements soutenus dans nos projets d'approvisionnement local afin de pallier une augmentation du régime.

L'augmentation des dépenses des projets de mise à niveau des réseaux interrégionaux est principalement attribuable au projet du renforcement du réseau de transport de Bruce à Milton aux fins du raccordement de nouvelles sources de production d'énergie nucléaire et d'énergie éolienne réaménagées dans la région Huron-Grey-Bruce et le projet de renforcement du transport du Nord-Est qui augmentera la capacité de transfert de l'interface Nord-Sud pour accéder à la production disponible au Nord. De plus, nous avons engagé des dépenses associées au début de l'installation des compensateurs voltampère réactifs

statiques aux postes de transformation de Nanticoke et de Detweiler qui, à court terme, permettront de répondre à l'accroissement de la demande d'électricité de la centrale nucléaire Bruce et, à long terme, amélioreront la capacité de transport entre le sud-ouest de l'Ontario et la région du Grand Toronto. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par la baisse des dépenses pour le projet de batteries de condensateurs dans le sud-ouest de l'Ontario, lequel procure une protection provisoire à la centrale nucléaire de Bruce et augmentera la capacité de transport dans le sud-ouest de l'Ontario, et la baisse des dépenses du projet de raccordement du poste de transformation Cherrywood au poste Claireville, lequel permettra d'accroître la capacité de transfert dans la région du Grand Toronto ainsi que de recevoir l'électricité dans le cadre du nouveau réseau d'interconnexion avec Hydro-Québec, qui devrait être terminé d'ici la fin de l'année.

Parmi les projets d'approvisionnement local à l'égard desquels nous avons engagé des dépenses au premier trimestre de 2010, on compte le projet de renforcement du réseau de transport de l'ouest de la région du Grand Toronto, lequel a été en grande partie achevé au cours de la période, et le projet de renforcement du réseau de transport de la région de Woodstock qui, tous les deux, accroîtront la capacité dans ces régions afin d'y garantir la fiabilité de l'approvisionnement et le raccordement de notre poste de transformation de Hurontario au poste de transformation municipal de Jim Yarrow, également en grande partie achevé au cours de la période, qui augmentera la capacité du réseau de transport dans la région de l'ouest de Brampton afin de permettre la croissance future du régime. L'achèvement de notre projet de renforcement à Niagara continue d'être retardé par un conflit relatif à des terres autochtones dans la région de Caledonia. Les pourparlers se poursuivent entre les peuples autochtones concernés et diverses entités gouvernementales et nous prévoyons mener ce projet à terme dès que nous aurons accès au site.

Les dépenses engagées pour maintenir notre réseau de transport se sont établies à 72 millions de dollars, soit une augmentation de 8 millions de dollars en regard de la période correspondante en 2009. Cette augmentation est liée principalement au nombre plus élevé de remplacements ciblés de composantes vétustes, plus particulièrement celles à l'intérieur de notre installation de disjoncteurs, et aux programmes de protection et de contrôle du matériel. Les dépenses liées au remplacement de poteaux de bois ont également augmenté.

Nos autres dépenses en immobilisations liées au transport se sont élevées à 16 millions de dollars au premier trimestre de 2010, en baisse de 20 millions de dollars par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Cette baisse des dépenses par rapport à l'exercice précédent est principalement attribuable aux dépenses en 2009 liées au projet de remplacement et de mise à niveau mené à l'échelle de l'entreprise et visant à remplacer le matériel parvenu à la fin de sa durée de vie et à accroître la productivité, et dont la deuxième étape a été parachevée au cours du troisième trimestre de l'exercice précédent. En outre, les dépenses engagées pour resserrer la sécurité de l'information de notre centre de contrôle du réseau de l'Ontario ont été inférieures à celles de la période correspondante de l'exercice précédent.

Distribution

Pour le premier trimestre de 2010, les dépenses en immobilisations liées à la distribution ont diminué de 22 millions de dollars, ou de 15 %, par rapport à celles de la période correspondante de l'exercice précédent, pour s'établir à 126 millions de dollars.

Les dépenses en immobilisations visant à agrandir et à renforcer notre réseau de distribution se sont établies à 64 millions de dollars, en baisse de 21 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent. Cette diminution découle essentiellement de la réalisation en quasi-totalité de l'installation de compteurs intelligents à la fin de 2009. Certaines installations de compteurs intelligents se sont poursuivies au cours de la période visée alors que le nombre total cumulatif d'installations frise le volume total visé par le programme. Nos investissements continus dans le programme de compteurs intelligents se concentrent à l'heure actuelle sur l'élaboration et l'intégration des systèmes requis par le système de tarification en fonction de la période d'utilisation, y compris la capacité de relevé de compteur et l'intégration au centre de stockage des données des compteurs de la SIERE. Au cours du trimestre, nous avons entrepris la transition à un mode de tarification fondé sur la période d'utilisation pour environ 10 000 abonnés de la municipalité de Clarington. Avec plus de 879 000 compteurs permettant les relevés de compteurs au 31 mars 2010, nous poursuivrons, tout au long de l'exercice, nos efforts en vue de faire passer nos abonnés à un

mode de tarification fondé sur la période d'utilisation. Ce déploiement est l'un des plus importants jamais effectués par une société de services publics en Amérique du Nord.

Les dépenses engagées pour maintenir notre réseau de distribution se sont établies à 57 millions de dollars, en hausse de 11 millions de dollars par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse découle principalement de l'augmentation des dépenses liées au transport et au matériel connexe et du remplacement prévu des poteaux de bois parvenus à la fin de leur durée de vie. En outre, les dépenses liées à la relocalisation des lignes ont augmenté. Ces facteurs ont été atténués par la baisse des dépenses de réparation par suite de tempêtes. Nos autres dépenses en immobilisations liées à la distribution se sont établies à 5 millions de dollars en 2010, en baisse de 12 millions de dollars par rapport à l'exercice précédent. Cette baisse rend compte de nos investissements de la période précédente à notre projet de remplacement et de mise à niveau du réseau à l'échelle de l'entreprise.

Dépenses en immobilisations futures

Notre budget de dépenses en immobilisations de 2010 a été initialement fixé à 2,0 milliards de dollars. Les budgets d'investissement de 2010 de nos entreprises de transport et de distribution sont respectivement d'environ 1 150 millions de dollars et 850 millions de dollars. Les dépenses en immobilisations devraient augmenter pour s'établir à environ 2,1 milliards de dollars en 2011 et à environ 2,2 milliards de dollars en 2012. Ces dépenses, qui rendent compte des investissements nécessaires prévus pour pallier la vétusté de notre infrastructure, se chiffrent environ à 530 millions de dollars pour 2010, à 620 millions de dollars pour 2011 et à 670 millions de dollars pour 2012. Le budget des projets d'immobilisations, y compris les mises à niveau des réseaux interrégionaux, traduisant les politiques de mixité des sources d'approvisionnement afin d'éliminer graduellement la production d'électricité à partir du charbon et les besoins en approvisionnement local, s'établit à environ 890 millions de dollars pour 2010, à 780 millions de dollars pour 2011 et à 550 millions de dollars pour 2012. Ces investissements comprennent également le déploiement continu et à grande échelle de compteurs intelligents dans nos entreprises de distribution et l'établissement de l'infrastructure requise pour les compteurs intelligents en appui aux objectifs visant la conservation d'énergie. Nous tirerons parti des investissements à l'égard des compteurs intelligents afin de bâtir un réseau intelligent qui rehaussera notre exploitation et appuiera la production distribuée. Nos autres dépenses en immobilisations liées à l'exploitation s'établissent à environ 410 millions de dollars pour 2010, à 290 millions de dollars pour 2011 et à 230 millions de dollars pour 2012. Nos dépenses en immobilisations nécessaires pour respecter les exigences de la *Loi sur l'énergie verte* s'élèvent à environ 190 millions de dollars pour 2010, à 450 millions de dollars pour 2011 et à 740 millions de dollars pour 2012. Nous allons de l'avant avec nos investissements dans le cadre de la *Loi sur l'énergie verte* afin de faciliter la production d'énergie renouvelable conformément au programme de prix référentiels. Le budget des dépenses en immobilisations de notre secteur Divers a été fixé à environ 15 millions de dollars en 2010, ce qui englobe principalement l'établissement continu du réseau à fibres optiques.

En raison de facteurs tels que les discussions continues avec l'OEO visant les besoins du projet de transport, les besoins et les priorités en matière de sources de production d'électricité distribuées, ainsi que la décision de la CEO quant aux tarifs de distribution publiée le 9 avril 2010, les dépenses en immobilisations pour 2010 devraient être en baisse d'environ 400 millions de dollars. À l'heure actuelle, il est prévu que les budgets pour 2011 et 2012 subissent une baisse d'environ 100 millions de dollars et 250 millions de dollars, respectivement. De nombreux projets pourraient nécessiter des approbations externes ou être assujettis à des influences externes indépendantes de notre volonté.

Sommaire des obligations contractuelles et autres engagements commerciaux

Le tableau suivant présente un sommaire de notre dette et de nos autres obligations contractuelles importantes ainsi que d'autres engagements commerciaux importants.

Au 31 mars 2010 (en millions de dollars canadiens)	**Total**	**2010**[1]	**2011/2012**	**2013/2014**	**Après 2014**
Obligations contractuelles (échéances annuelles)					
Dette à long terme – remboursements de capital	7 875	600	1 100	1 350	4 825
Dette à long terme – paiements d'intérêts	6 463	351	748	628	4 736
Convention d'impartition d'Inergi LP (Inergi)[2]	196	78	118	–	–
Engagements découlant de contrats de location-exploitation	57	7	12	12	26
Obligations environnementales[3]	386	21	68	79	218
Total des obligations contractuelles	14 977	1 057	2 046	2 069	9 805
Autres engagements commerciaux (selon l'année d'échéance)					
Ligne de crédit bancaire[4]	1 250	750	–	500	–
Lettres de crédit[5]	107	107	–	–	–
Garanties[5]	326	326	–	–	–
Régime de retraite[6]	321	80	231	10	–
Total des autres engagements commerciaux	2 004	1 263	231	510	–

[1] Les montants indiqués représentent les soldes exigibles au cours de la période allant du 1er avril 2010 au 31 décembre 2010.

[2] Le 30 avril 2010, la société a exercé son option aux termes de sa convention de services cadre existante avec Inergi en vue de renouveler cette convention pour une période supplémentaire de trois ans. La durée de la convention, laquelle vient à échéance le 29 février 2012, a été prorogée jusqu'au 28 février 2015. Aux termes de la convention prorogée, Inergi fournira des services d'impartition en traitement des affaires et en technologies de l'information, ainsi que des services de soutien du système principal liés essentiellement à l'implantation et à l'optimisation du système SAP. Le montant total versé à Inergi au titre de ses services s'établira à environ 650 millions de dollars pour les cinq prochaines années visées par la convention.

[3] La société comptabilise un passif au titre des dépenses futures estimatives liées à l'élimination graduelle et à la destruction de l'huile isolante contaminée au BPC du matériel électrique et à l'évaluation et à la restauration des terrains contaminés. Le schéma des dépenses tient compte de notre programme des travaux prévus pour la période.

[4] Comme garantie de notre programme de papier commercial, nous avons une facilité de crédit de soutien renouvelable de 750 millions de dollars auprès d'un consortium bancaire, laquelle arrive à échéance en août 2010 ainsi qu'une nouvelle facilité supplémentaire de 500 millions de dollars auprès d'un consortium bancaire, laquelle échoit en février 2013. Nous comptons augmenter le montant de cette nouvelle facilité de crédit pour la porter à 1 250 millions de dollars et proroger son échéance jusqu'en juin 2013. La nouvelle facilité de crédit augmentée fait l'objet d'une souscription, et nous disposons à l'heure actuelle d'une lettre d'engagement de diverses banques portant sur une tranche de 1 125 millions de dollars du montant de 1 250 millions de dollars. Lorsque cette nouvelle facilité de crédit sera conclue, le cas échéant, la facilité de crédit existante d'un montant de 750 millions de dollars échéant en août 2010 sera annulée.

[5] Nous avons des lettres de crédit bancaires dont l'encours s'élève actuellement à 107 millions de dollars relativement à des conventions de retraite. Nous avons aussi offert du soutien de prudence à la SIERE au nom de nos filiales, comme l'exigent les règles du marché, au moyen de garanties de la société mère, jusqu'à concurrence de 325 millions de dollars ainsi qu'au nom de deux distributeurs au moyen de garanties jusqu'à concurrence d'un montant maximal de 660 000 $. Bien qu'aucune lettre de crédit ne soit requise aux fins de soutien de prudence, les lettres de crédit bancaires offertes devront être à nouveau émises advenant une détérioration de la note de solvabilité en deçà de la catégorie « Aa ».

[6] Les cotisations à la caisse de retraite sont versées avec un décalage de un mois. Les cotisations continuent d'être fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2006. Par contre, les cotisations de l'exercice visé et des exercices ultérieurs seront fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2009, déposée cette année, et dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux prestations ou des hypothèses actuarielles.

Les montants figurant dans le tableau ci-dessus au poste « Dette à long terme – remboursements de capital » ne sont pas imputés à nos résultats d'exploitation, mais sont reflétés dans notre bilan et dans notre état des flux de trésorerie. Les intérêts associés à cette dette sont comptabilisés dans les charges de financement dans notre état des résultats ou dans nos programmes d'immobilisations. Les paiements aux termes des contrats de location-exploitation et de notre convention d'impartition avec Inergi sont constatés dans les charges d'exploitation, d'entretien et d'administration à notre état des résultats ou dans nos programmes d'immobilisations.

OPÉRATIONS ENTRE APPARENTÉS

Les opérations entre apparentés sont principalement composées de nos produits tirés du transport et de nos achats d'électricité auprès de la SIERE, qui est un apparenté de par son statut d'agence de notre actionnaire, la province. Les variations de ces montants d'un exercice à l'autre sont plus amplement décrites dans l'analyse de nos produits tirés du transport et de nos coûts d'achat d'électricité. D'autres opérations importantes entre apparentés comprennent nos dividendes qui sont versés à la province et nos paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés qui ont été payés ou qui sont à payer à la Société financière de l'industrie de l'électricité de l'Ontario. En janvier 2010, la société a fait l'acquisition de 250 millions de dollars de billets à taux variable de la province de l'Ontario venant à échéance le 19 novembre 2014 comme autre forme de liquidité visant à compléter ses facilités de crédit bancaires.

ANALYSE DU CONTEXTE ÉCONOMIQUE ACTUEL

Régime de retraite

Au cours du premier trimestre de 2010, l'actif au titre des prestations constituées inscrit à notre bilan a diminué de 15 millions de dollars pour s'établir à 409 millions de dollars. Nous avons versé des cotisations de 30 millions de dollars au régime de retraite en 2010 et avons engagé des coûts nets au titre des prestations de 45 millions de dollars. Ces cotisations étaient fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2006. Par contre, les cotisations de l'exercice visé et des exercices ultérieurs seront fondées sur une évaluation actuarielle établie en date du 31 décembre 2009, déposée cette année, et dépendront des rendements futurs des placements, des changements apportés aux prestations ou des hypothèses actuarielles.

Notre régime de retraite a enregistré un rendement positif de 2 % au premier trimestre de l'exercice. Toutefois, comme tel est le cas pour d'autres régimes de retraite, notre régime de retraite pourrait subir, pour le reste de l'exercice, les conséquences fâcheuses de l'incertitude économique actuelle et de la volatilité des marchés financiers. Notre fonds poursuit cependant sa reprise et enregistre des rendements positifs depuis les résultats défavorables en 2008 et au premier trimestre de 2009. Le rendement global de 2009 a été positif.

La caisse de retraite a une vaste exposition du fait de ses placements sur les marchés des actions au Canada et à l'étranger, de même que sur les marchés des titres à revenu fixe. L'exposition totale de la caisse reflète l'éventail de ses titres détenus dans plusieurs secteurs d'activité ainsi qu'un portefeuille bien diversifié, conçu pour soutenir les objectifs à long terme.

Nous continuons à surveiller de près nos risques financiers, notamment le risque de crédit.

ÉTAT D'AVANCEMENT DU PASSAGE AUX NORMES INTERNATIONALES D'INFORMATION FINANCIÈRE (« IFRS »)

Le 13 février 2008, le Conseil des normes comptables du Canada a confirmé que les entités ayant une obligation publique de rendre des comptes seront tenues d'adopter les IFRS en remplacement des principes comptables généralement reconnus du Canada (« PCGR ») aux fins de la présentation de l'information financière annuelle et intermédiaire des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2011, les données à des fins de comparaison devant également être présentées en vertu des IFRS. Dans la perspective de cette décision, nous avons entrepris notre projet de conversion aux IFRS en 2007.

Notre projet comporte quatre étapes distinctes : diagnostic, conception et planification, élaboration de solutions et mise en œuvre. Nous avons franchi l'étape du diagnostic en 2008. Cette étape consistait en un repérage et en un examen poussés des

principales différences entre les PCGR actuels et les IFRS dans tous les domaines, ce qui a permis de déterminer les domaines présentant les différences comptables les plus susceptibles d'avoir une incidence importante sur notre société.

En 2009, nous avons achevé l'étape de conception et de planification, ainsi que celle d'élaboration de solutions de notre projet, y compris le quasi-achèvement de l'analyse de tous les documents sur les politiques. Nous menons actuellement l'étape de la mise en œuvre, qui est la dernière du projet. Nous examinons à l'heure actuelle nos résultats de 2010 selon les IFRS, en supposant que la comptabilisation des actifs et des passifs à tarifs réglementés sera permise, en prévision de la présentation au premier trimestre de 2011 des données à des fins de comparaison de 2010 selon les IFRS. Parallèlement, nous élaborons des programmes de soutien aux processus comptables et administratifs dans l'éventualité où la comptabilisation des activités à tarifs réglementés devait être abandonnée. Nos équipes surveillent régulièrement nos progrès en vue de l'atteinte de jalons clés, ainsi que les nouveautés émanant de l'International Accounting Standards Board (l'« IASB » ou le « Conseil »), mettent leurs recommandations à jour et conçoivent des rapports financiers. Nous continuons d'avoir des entretiens réguliers avec nos vérificateurs externes sur le dénouement possible de notre projet. Nous poursuivons notre évaluation de l'incidence des IFRS actuelles et éventuelles sur toutes nos activités, y compris celles de nos filiales, ainsi que sur le système d'information à l'échelle de l'entreprise. Nous analysons en même temps l'incidence de ces changements sur les contrôles de communication de l'information et le contrôle interne à l'égard de l'information financière, les clauses restrictives imposées à l'égard de notre dette et les mesures de notre rendement. Nous communiquons régulièrement de manière officielle avec notre personnel. Nous avons réalisé plusieurs séances de formation destinées au personnel et prévoyons tenir d'autres séances suivant l'évolution des normes.

Conventions comptables

En 2009, le Conseil sur la comptabilité dans le secteur public (« CCSP ») et le personnel des Autorités canadiennes en valeurs mobilières ont confirmé que les sociétés telles qu'Hydro One devront adopter les IFRS en 2011. Le 14 décembre 2009, le CCSP a publié un exposé-sondage dans lequel il propose d'éliminer la nécessité pour les organismes publics se conformant aux IFRS de mettre aussi en application certaines normes d'information financière additionnelles pour le secteur public, nommément le chapitre 3270 du *Manuel de comptabilité pour le secteur public*. La date d'entrée en vigueur des changements proposés est le 1er janvier 2011.

Les domaines présentant les différences comptables les plus susceptibles d'avoir une incidence importante sur notre société, déterminée au cours de l'étape du diagnostic, sont les actifs et les passifs à tarifs réglementés, les immobilisations corporelles, les paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés, les avantages sociaux futurs de même que l'adoption initiale des IFRS selon les dispositions de l'IFRS 1, « Première adoption des IFRS » (l'« IFRS 1 »). Le projet de l'IASB visant les activités à tarifs réglementés aura un effet sur les choix comptables qui pourront être faits dans tous ces domaines.

En décembre 2008, l'IASB a ajouté un projet visant les activités à tarifs réglementés à son ordre du jour. En juillet 2009, il a publié un exposé-sondage dans lequel il décrit les normes proposées pour la comptabilisation des activités à tarifs réglementés. L'exposé-sondage autorise la poursuite de la comptabilisation des actifs et passifs à tarifs réglementés au bilan. Il est proposé que les actifs et passifs à tarifs réglementés entrant dans le champ d'application soient constatés à la valeur actualisée nette des flux de trésorerie futurs prévus. L'exposé-sondage prévoit une exception aux exigences des autres normes IFRS en autorisant la capitalisation de coûts liés aux immobilisations corporelles et aux actifs incorporels, coûts qui seraient autrement non admissibles, en raison de leur inclusion dans la base tarifaire. L'IASB a demandé aux intéressés de commenter l'exposé-sondage. Nous avons répondu à la demande de l'IASB et acheminé nos commentaires le 24 novembre 2009. L'IASB a reçu environ 150 réponses à sa demande de commentaires, et les opinions exprimées variaient considérablement. Par conséquent, le personnel de l'IASB a retardé la présentation de son analyse des réponses reçues, qui était initialement prévue pour janvier, à la réunion de l'IASB qui aura lieu en février. La présentation à l'IASB peut comprendre des options pour les prochaines étapes du projet.

Le Conseil a décidé de s'efforcer à parachever l'allègement provisoire pour les entreprises qui appliqueront les IFRS pour la première fois. L'allègement provisoire envisagé offre une exemption facultative qui permet à une entreprise à tarifs réglementés qui adopte les normes IFRS pour la première fois d'utiliser la valeur comptable des immobilisations corporelles ou des actifs incorporels comme coût réputé à la date de transition lorsque la valeur comptable tient compte des coûts qui autrement ne pourraient être capitalisés. Le 6 mai 2010, l'IASB a publié l'omnibus *Améliorations des IFRS*, qui inclut la modification prévue à l'IFRS 1 applicable aux entités à tarifs réglementés. Nous prévoyons choisir cette exemption pour nos activités à tarifs réglementés.

En ce qui a trait aux aspects particuliers du projet, le Conseil a demandé au personnel de l'IASB de poursuivre ses recherches et ses analyses et de mettre l'accent sur l'enjeu principal, à savoir si les actifs et les passifs à tarifs réglementés existent selon le cadre actuel des IFRS et s'ils sont conformes aux autres normes. Le Conseil poursuivra les délibérations et prévoit présenter un nouveau calendrier plus tard cette année. À l'heure actuelle, il n'est pas possible de déterminer quelles seront les conclusions des délibérations de l'IASB et quelle en sera l'incidence sur les normes d'information financière. Ces conclusions pourraient donner lieu à l'abandon de la comptabilisation propre aux entreprises à tarifs réglementés, auquel cas la société aurait à radier ses actifs et passifs à tarifs réglementés. Cet abandon donnerait lieu à une diminution nette d'environ 339 millions de dollars des bénéfices non répartis attribuable à la radiation des actifs et des passifs à tarifs réglementés au 31 décembre 2009.

Immobilisations en cours et projet de mise en valeur

En vertu des normes IFRS actuelles, il existe une différence significative entre les IFRS et les PCGR du Canada à l'égard des coûts pouvant être capitalisés aux immobilisations en cours et aux projets de mise en valeur. L'incidence de cette différence sur nos états financiers ne pourra être établie d'une manière raisonnable avant d'avoir obtenu plus de précisions de l'IASB quant à l'orientation que prendra le projet portant sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés.

Avantages sociaux futurs

Étant donné que le processus d'exposé-sondage sur la comptabilisation propre aux entreprises à tarifs réglementés n'est pas terminé, nous ne pouvons pas établir avec précision pour le moment si la poursuite de la comptabilisation des dépenses liées aux régimes de retraite parrainés par l'employeur selon la méthode de la comptabilité de caisse sera permise. Les actifs et les passifs à tarifs réglementés, soit l'écart cumulatif entre les cotisations patronales, comptabilisées selon la méthode de la comptabilité de caisse sous la supervision de l'organisme de réglementation, et les coûts de retraite qui seraient constatés selon la méthode de la comptabilité d'exercice aux termes des PCGR du Canada, pourraient ne pas répondre à la définition d'actifs ou de passifs selon les IFRS et, par conséquent, ils pourraient devoir être décomptabilisés à la date de passage aux IFRS. Parallèlement, nous évaluons les options qui s'offrent à nous au titre de la constatation des gains et des pertes non amortis cumulés associés aux avantages sociaux. Pour le moment, les options possibles pour la comptabilisation des montants découlant des régimes de retraite et des autres avantages sociaux comprennent l'imputation des gains et des pertes non amortis immédiatement au moment de l'adoption de l'IFRS 1 ou la constatation d'un ajustement rétrospectif de ces montants conformément à l'IAS 19, « Avantages du personnel ». Le choix que nous ferons dépendra de la conclusion de l'exposé-sondage sur les activités à tarifs réglementés. L'incidence de l'adoption de l'IFRS 1 au 31 décembre 2009 serait une variation de 852 millions de dollars des bénéfices non répartis.

Paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés

Nous comptabilisons les actifs et les passifs d'impôts futurs conformément au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices », du *Manuel de l'ICCA*, lequel a été modifié le 1er janvier 2009 pour favoriser la convergence vers les IFRS. Nous avons ainsi établi qu'il ne devrait pas y avoir d'incidence notable pour cette catégorie d'opérations en fonction des résultats conditionnels des paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés. Si le projet est adopté tel quel, nous prévoyons continuer de comptabiliser les impôts selon la méthode de la comptabilité de caisse plutôt que selon la méthode du report variable dans le cas des activités à tarifs réglementés. En date des présentes, nous prévoyons comptabiliser les écarts entre les

éléments crédités et les éléments débités directement aux capitaux propres, aux instruments financiers et aux pertes fiscales non utilisées et aux crédits d'impôt non utilisés. Si la comptabilisation des actifs et des passifs à tarifs réglementés n'est pas permise, l'incidence sur notre provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés serait constatée selon la méthode du report variable, et aucun compte réglementaire ne serait établi au titre des impôts devant être recouvrés au moyen des tarifs futurs. Par conséquent, au 31 décembre 2009, la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés aurait été moins élevée d'environ 46 millions de dollars, compte tenu de l'incidence d'une modification du taux d'imposition pratiquement en vigueur.

Consultation du CEO

En mai 2008, la CEO a entrepris un processus de consultation visant à déterminer la nature de toute modification devant être apportée aux exigences réglementaires en matière de présentation de l'information du fait des IFRS. La CEO a tenu des séances de consultation publiques et une conférence s'adressant aux divers intervenants en mai 2009. Nous avons participé à toutes les occasions offertes au public d'échanger avec la CEO. Le 28 juillet 2009, la CEO a publié certaines opinions préliminaires sur les changements qui seront apportés aux exigences réglementaires en matière de présentation de l'information du fait des IFRS. Elle a entrepris la deuxième phase de son processus de consultation afin de modifier certains instruments de réglementation. Nous poursuivons notre évaluation de l'incidence des recommandations de la CEO à l'égard de la publication de l'information financière et d'autres sujets sur notre projet de conversion aux IFRS.

Le 24 février 2010, la CEO a publié une lettre aux distributeurs d'électricité et aux services publics de gaz naturel à tarifs réglementés autorisés afin de clarifier l'avis de la CEO publié en juillet portant sur la comptabilisation des coûts indirects dans le coût des nouveaux investissements en immobilisations à compter du 1er janvier 2011. La lettre de la CEO mentionne qu'il exigerait la conformité aux exigences des IFRS, y compris aux exigences de l'IAS 16, « Immobilisations corporelles » (l'« IAS 16 »), comme elles s'appliquent aux entreprises à tarifs non réglementés et seulement si la CEO autorise un autre traitement particulier à des fins réglementaires comme traitement acceptable. Nous continuons d'évaluer cette directive à la lumière de nos applications de tarifs.

Contrôle interne à l'égard de l'information financière et procédures de communication de l'information

Nous analysons continuellement l'incidence des modifications sur nos contrôles internes et sur notre contrôle interne à l'égard de l'information financière et procédures de communication de l'information dans le cadre de notre passage aux IFRS. Des contrôles internes à l'égard de l'information financière supplémentaires pourraient être requis pour répondre aux activités entourant la première adoption et d'autres contrôles internes pourraient être requis afin de mettre en œuvre les modifications de nos méthodes comptables pour répondre aux exigences continues des IFRS en matière de communication de l'information. Les changements requis à notre environnement de contrôle ne peuvent être déterminés aussi longtemps que les choix de politiques ne seront pas définitifs.

Nous sommes en train d'examiner notre documentation actuelle relative à nos contrôles internes ainsi qu'à notre contrôle interne à l'égard de l'information financière et procédures de communication de l'information afin d'identifier les changements que nous devrons y apporter au moment du passage aux IFRS. Nous avons classé chaque procédure de contrôle en fonction de son incidence (faible, moyenne ou élevée) selon l'appréciation actuelle du risque d'un changement important devant être apporté par suite de l'adoption des IFRS en 2011. Nous avons terminé de classer ces procédures au quatrième trimestre de 2009. Nous sommes à mettre à jour la documentation touchant les processus à risques faible et moyen compte tenu de l'incidence de l'adoption des IFRS, notamment le processus de documentation et les matrices de risque et de contrôle, mise à jour que nous prévoyons avoir terminé à la fin du deuxième trimestre de 2010. En ce qui concerne nos processus à risque élevé, nous prévoyons avoir terminé l'analyse de la documentation à la fin du troisième trimestre de 2010, sous réserve de toute décision prise par l'IASB relativement au projet portant sur la comptabilisation des entreprises à tarifs réglementés. Les révisions des processus visant les aspects présentant des risques élevés sont effectuées en dernier en raison de l'incidence possible du projet portant sur la comptabilisation des entreprises à tarifs réglementés. Les tests de cheminement des processus révisés et de la documentation de contrôle devraient être terminés au troisième trimestre pour les

processus à faible et à moyen risques et au quatrième trimestre de 2010 pour les processus à risque élevé, sous réserve de toute décision prise par l'IASB relativement au projet portant sur la comptabilisation des entreprises à tarifs réglementés.

Expertise en matière de présentation de l'information financière

La structure formelle de gouvernance du projet comprend un comité directeur composé de cadres dirigeants issus des fonctions finances, technologie de l'information, trésorerie et exploitation. Un compte rendu trimestriel ou plus régulier, au besoin, de l'état d'avancement du projet est fait à la haute direction et au comité de vérification et des finances de notre conseil d'administration.

La formation du personnel des finances et de l'exploitation a débuté en 2007 et se poursuit depuis. Les membres du comité de vérification et des finances et de la haute direction ont également reçu de la formation portant sur les principales différences entre les PCGR du Canada et les IFRS et les incidences importantes que pourrait avoir la conversion aux IFRS sur nos états financiers. Les faits nouveaux relativement aux IFRS leur sont communiqués à mesure de leur occurrence. Compte tenu du nombre important de ressources requises pour un projet d'une telle ampleur, nous avons fait appel à un expert-conseil externe qui nous épaulera au cours de notre projet de conversion aux IFRS, de l'étape de la planification à celle de la mise en œuvre.

Activités commerciales

Nous devons nous conformer aux clauses restrictives qui sont généralement imposées à l'égard des dettes à long terme. Entre autres choses, les clauses restrictives de notre dette à long terme limitent notre dette permise exprimée en pourcentage de la capitalisation totale. Selon les conclusions des divers exposés-sondages portant sur les IFRS, nous pourrions apporter des modifications aux résultats qui pourraient avoir une incidence sur les clauses restrictives à l'égard de notre dette. Par exemple, les clauses restrictives pourraient être touchées par suite de la décomptabilisation des actifs et des passifs à tarifs réglementés, de la comptabilisation des dépenses liées aux régimes de retraite parrainés par l'employeur selon la méthode de la comptabilité d'exercice plutôt que selon la méthode de la comptabilité de caisse et du changement des coûts admissibles en regard des coûts non admissibles capitalisés à titre de coût des immobilisations construites par la société. Dans le cadre de notre projet de conversion aux IFRS, nous avons analysé l'incidence des modifications éventuelles de conventions comptables sur les clauses restrictives à l'égard de notre dette et communiqué les scénarios possibles et les analyses des incidences à notre comité de vérification et des finances. Selon nos calculs, nous devrions demeurer conformes aux clauses restrictives à l'égard de notre dette. Nous avons cependant eu des rencontres avec nos institutions financières et modifié notre convention de crédit de manière à rendre compte de l'incidence possible des IFRS sur nos clauses restrictives. Nous modifierons entre autres le calcul de notre ratio capitaux empruntés/capitaux investis pour certains éléments de manière à prendre en compte l'incidence des IFRS, afin que le ratio capitaux empruntés/capitaux investis corresponde à ce qu'il était avant l'adoption des IFRS. Nous continuerons à suivre de près l'incidence de l'adoption des IFRS sur les clauses restrictives à l'égard de notre dette à mesure des faits nouveaux concernant les IFRS et compte tenu de nos choix de politiques définifs en vertu des IFRS.

Systèmes de technologie de l'information (« TI »)

Dans le cadre d'un projet d'amélioration du système à l'échelle de l'entreprise, nous avons remplacé plusieurs de nos principaux systèmes financiers en 2008 et en 2009. Pour s'assurer que les exigences futures des IFRS seront satisfaites, des membres d'équipe rattachés à la structure de gouvernance de notre projet IFRS ont été jumelés à la nouvelle équipe responsable de l'instauration du réseau à l'échelle de l'entreprise. Parallèlement, les membres de l'équipe responsables du passage aux IFRS ont participé à la conception de notre nouveau système à l'échelle de l'entreprise. L'incidence de la TI a été identifiée et évaluée au cours des étapes du diagnostic, de la conception et de la planification de notre projet IFRS et a été intégrée à l'étape de l'élaboration de solutions du projet. À titre d'exemple, le nouveau système a été configuré de façon à faire le suivi de l'amortissement au niveau de la composante, selon la vie utile de l'actif, tel qu'il est présentement requis par l'IAS 16. Le nouveau système a également été configuré pour faire le suivi des coûts admissibles en regard des coûts non admissibles aux fins de la capitalisation en vertu de l'IAS 16. Le système a été conçu de manière à être le plus souple

possible compte tenu de l'incertitude entourant la comptabilisation propre aux entreprises à tarifs réglementés en vertu du projet actuel de l'IASB. L'ampleur des configurations futures dépendra des conclusions du projet portant sur la comptabilisation des entreprises à tarifs réglementés.

CONTRÔLES DE COMMUNICATION DE L'INFORMATION ET CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

En 2008, nous avons entrepris la migration de nos principaux systèmes financiers vers une plateforme SAP à l'échelle de la société dans le cadre du projet de remplacement et de mise à niveau des systèmes d'information mené dans l'ensemble de l'entreprise. Une structure officielle de gouvernance de projet a été mise en place dans le but de garantir une migration efficace des systèmes de technologie de l'information et des procédés administratifs. La structure de gouvernance prévoit un comité de direction composé de cadres dirigeants qui relèvent de la haute direction et du comité de transformation opérationnelle du conseil d'administration.

En 2008, nous avons mené à bien la première étape de mise en œuvre des modules de chaîne logistique, de gestion de l'actif et de gestion des travaux de SAP. En 2009, nous avons mis en place divers modules SAP liés aux finances, aux ressources humaines, au service de la paie et à la gestion des placements. L'outil décisionnel de veille stratégique en matière d'entreposage de données d'entreprise a été également mis en place. Ces activités de mise en œuvre comprenaient de nouveaux contrôles internes à l'égard de l'information financière et le remplacement d'autres contrôles de l'ancien système. Nous avons mis à jour la documentation sur nos processus et nous avons testé la conception et l'efficacité des contrôles.

Conformément aux exigences du Règlement 52-109 sur l'attestation de l'information présentée dans les documents annuels et intermédiaires des émetteurs, nos dirigeants responsables de l'attestation ont examiné les états financiers consolidés du trimestre terminé le 31 mars 2010 ainsi que les autres informations financières incluses dans les documents trimestriels que nous déposons auprès des organismes de réglementation des valeurs mobilières et ont fourni une attestation à leur égard. Ces dirigeants ont également attesté que nos contrôles et procédures de communication de l'information ont été conçus pour fournir l'assurance raisonnable que toutes les informations importantes concernant nos activités sont communiquées au sein de notre entreprise. De plus, nos dirigeants responsables de l'attestation ont également attesté que le contrôle interne à l'égard de l'information financière a été conçu pour fournir une assurance raisonnable concernant la fiabilité de l'information financière et de la préparation des états financiers.

FAITS NOUVEAUX

Émissions de titres de créances

Le 15 mars 2010, nous avons émis des billets à un taux d'intérêt nominal de 4,40 % échéant le 1er juin 2020 pour un capital de 300 millions de dollars. À cette même date, nous avons fait un placement supplémentaire de billets à un taux d'intérêt nominal de 5,49 % échéant le 16 juillet 2040 pour un capital de 200 millions de dollars (émis initialement le 16 juillet 2009). L'encours total de la dette liée à ce placement s'élève désormais à 500 millions de dollars. Au premier trimestre, nous avons réussi à émettre un financement par emprunt à un coût raisonnable d'un montant de 1 000 millions de dollars.

État d'avancement des demandes de tarifs

Le 11 décembre 2009, la CEO a publié son rapport définitif sur l'examen du coût du capital. Elle a conclu que la formule pour calculer le taux de rendement des capitaux propres devait être revue et redéfinie. Le 5 janvier 2010, nous avons déposé une requête auprès de la CEO afin qu'elle révise certains aspects de sa décision concernant nos tarifs de transport de 2010, notamment que le taux de rendement des capitaux propres utilisé dans le calcul des besoins en matière de produits en 2010 soit portés à 8,39 % et à 9,75 % selon la nouvelle formule approuvée par la CEO. Le 5 avril 2010, la CEO a rendu sa décision et rejeté la requête d'Hydro One Network de varier le rendement des capitaux propres utilisé pour calculer les besoins en

matière de produits pour les tarifs de transport de 2010. Par suite de cette décision, les besoins en matière de produits demeureront à 1 257 millions de dollars d'après un rendement des capitaux propres de 8,39 %.
Nous prévoyons déposer en mai une demande relativement aux besoins de produits de transport et de tarifs pour les exercices 2011 et 2012, laquelle comprendra, entre autres, des éléments essentiels à l'exploitation sécuritaire et fiable de nos actifs existants, projets qui sont déjà en voie d'aménagement et approuvés par la CEO et qui sont indispensables au raccordement des sources d'énergie renouvelable cernées par l'OEO dans le cadre des objectifs de la province en matière d'énergie verte.

Le 9 avril 2010, la CEO a rendu une décision portant sur la demande de tarifs de 2010-2011 faite par notre filiale Hydro One Networks relativement à ses activités de distribution. Les tarifs révisés ont été approuvés et seront appliqués le 1er mai 2010 et le 1er janvier 2011, respectivement. Le 16 avril 2010, Hydro One Networks a déposé un projet d'ordonnance tarifaire afin d'établir les besoins en matière de produits à 1 146 millions de dollars pour 2010 et à 1 236 millions de dollars pour 2011, lesquels devraient rendre compte d'augmentations de tarifs d'environ 9,3 % en 2010 et 10,5 % en 2011 visant à soutenir les programmes de travaux nécessaires, l'application de la *Loi sur l'énergie verte* et l'installation de compteurs intelligents. L'incidence sur le total de la facture moyenne du consommateur devrait s'établir à environ 3 % et 3,5 % pour respectivement 2010 et 2011. Les besoins en matière de produits de 2010 et de 2011 sont inférieurs respectivement aux demandes de 1 150 millions de dollars et 1 264 millions de dollars, ajustés pour refléter les diminutions des charges d'exploitation, d'entretien et d'administration, des dépenses en immobilisations et des besoins en matière de fonds de roulement. Le 29 avril 2010, la CEO a publié l'ordonnance tarifaire définitive visant les tarifs de distribution de 2010, qui est conforme au projet d'ordonnance déposé le 16 avril 2010. Les tarifs de 2011 seront fixés une fois le *Consensus Forecast* de septembre 2010 publié, date à laquelle le taux de rendement sur les capitaux propres de 2011 feront l'objet de prévisions.

Le 13 avril 2010, la CEO a rendu sa décision sur la demande de tarifs de 2010 faite par notre filiale, Hydro One Brampton Networks Inc. La CEO a approuvé notre demande compte tenu de son coût du capital et de son mécanisme de réglementation par incitatifs de deuxième génération. Les tarifs révisés entreront en vigueur le 1er mai 2010 et se traduiront par une réduction d'environ 8,3 % ou de 2,2 % sur le total de la facture moyenne du consommateur de l'exercice.

Le 14 avril 2010, la CEO a rendu sa décision sur la demande de tarifs de 2010 faite par notre filiale, Hydro One Remote Communities Inc., compte tenu des mécanismes de réglementation par incitatifs de troisième génération de la CEO. Les tarifs révisés ont été approuvés et seront appliqués le 1er mai 2010. Ces tarifs rendent compte d'une hausse d'environ 0,4 %, dont l'incidence globale sur le total de la facture moyenne du consommateur serait négligeable.

Cibles de conservation et de gestion de la demande

Le 26 avril 2010, le ministre de l'Énergie et de l'Infrastructure a publié une directive ministérielle adressée à la CEO pour que des mesures soient prises afin d'établir des cibles de conservation et de gestion de la demande d'électricité pour les entreprises de distribution locales de l'Ontario. Les deux principales cibles de conservation et de gestion de la demande visant ces entreprises de distribution locales pour une période de quatre ans à compter du 1er janvier 2011 seront le retrait de 1 330 MW de la demande de pointe provinciale et la réduction de consommation d'électricité accumulée de 6 000 gigawattheures, collectivement. L'OEO doit conseiller la CEO sur la répartition appropriée des cibles de conservation et de gestion de la demande entre les entreprises de distribution locales.

Contrats de garantie de taux

Le 26 avril 2010, nous avons conclu quatre contrats de garantie de taux afin de bloquer les révisions de quatre taux d'intérêt à l'égard du taux variable que nous payons sur une dette à taux variable de 500 millions de dollars. Les quatre contrats de garantie de taux sont classés comme détenus à des fins de transaction et mesurés à la juste valeur.

PRINCIPALES INFORMATIONS FINANCIÈRES ET RATIOS

Trimestres terminés les 31 mars (en millions de dollars canadiens, sauf le résultat par action ordinaire)	2010	2009
Bénéfice net	169	177
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	287	181
Dépenses en immobilisations	322	336
Résultat par action ordinaire	1 651	1 724
Ratio de couverture par le bénéfice[1]	2,08	2,53
Ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net[2]	1,71	1,79
Total de la dette sur la structure du capital [3]	59 %	56 %

[1] Le ratio de couverture par le bénéfice a été présenté respectivement pour les douze mois terminés les 31 mars 2010 et 2009, et représente la somme du bénéfice net, de la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés et des charges de financement, divisée par la somme des charges de financement, des intérêts capitalisés et des dividendes cumulatifs sur actions privilégiées.

[2] Le ratio de couverture de la dette à long terme par l'actif net a été présenté en date du 31 mars 2010 et du 31 décembre 2009, et a été calculé comme le total de l'actif moins le total du passif, exclusion faite de la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an), divisé par la dette à long terme (y compris la tranche échéant à moins de un an).

[3] Le total de la dette sur la structure du capital a été présenté en date du 31 mars 2010 et du 31 décembre 2009 et il correspond au total de la dette, divisé par le total de la dette plus le total des capitaux propres.

ÉNONCÉS ET AUTRES RENSEIGNEMENTS DE NATURE PROSPECTIVE

Nos communications verbales et écrites au public, y compris le présent document, contiennent souvent des énoncés prospectifs qui sont fondés sur les prévisions, estimations et projections actuelles à l'égard des activités de notre société et du secteur dans lequel cette dernière évolue, et elles incluent des prévisions et des hypothèses formulées par la direction de notre société. Ces énoncés comprennent notamment ce qui suit : les attentes à l'égard des produits d'exploitation et du bénéfice liés à l'énergie, les attentes concernant les progrès du cadre réglementaire et du cadre d'exploitation à l'égard du transport et de la distribution de l'électricité en Ontario, y compris les modifications apportées aux codes, l'incidence des nouvelles directives réglementaires ainsi que l'incidence des décisions de la CEO et d'autres organismes de réglementation, les énoncés liés à l'état d'avancement de nos demandes de tarifs et les changements de tarifs, notamment l'incidence prévue sur la facturation moyenne du consommateur et les attentes à l'égard des besoins en matière de produits de notre entreprise de transport et des demandes de tarifs pour les exercices 2011 et 2112, les énoncés relatifs aux augmentations de tarifs, les énoncés relatifs à notre situation de trésorerie et à nos sources de financement futures, les attentes à l'égard de nos activités de financement, y compris les énoncés liés à l'augmentation de notre nouvelle facilité de crédit, les énoncés visant les résultats de nos projets et programmes continus et prévus et leur date d'achèvement, les énoncés visant les dépenses en immobilisations futures, nos budgets et nos plans d'investissement, les énoncés relatifs aux compteurs intelligents et au réseau intelligent qui leur est associé, les énoncés visant les obligations contractuelles et autres engagements commerciaux, les énoncés relatifs à l'entente d'impartition conclue avec Inergi LP, les attentes concernant le calendrier et les montants additionnels des dépenses futures estimatives liées à l'environnement, les énoncés concernant les cotisations de retraite futures et notre régime de retraite, les énoncés concernant les IFRS, l'IASB, le passage aux IFRS, les mesures prévues et l'effet de l'abandon de la comptabilité des activités à tarifs réglementés, les énoncés touchant les clauses restrictives imposées à l'égard de notre dette et les énoncés visant les cibles de conservation et de gestion de la demande. Les termes et expressions « s'attendre à », « prévoir », « avoir l'intention de », « tenter », « pouvoir », « projeter », « croire », « s'efforcer », « estimer », « viser », « objectif », « cible » et leurs variantes et autres expressions similaires ainsi que des verbes au futur et au conditionnel servent à signaler ces énoncés prospectifs. Ces énoncés ne sont aucunement une garantie du rendement futur et font intervenir des hypothèses, des risques et des incertitudes qu'il est difficile de prédire. Par conséquent, les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux qu'expriment, sous-entendent ou laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Nous n'avons pas l'intention de mettre à jour ces énoncés prospectifs et, sauf si la loi nous y contraint, nous nous dégageons de toute obligation de le faire.

Ces énoncés prospectifs sont fondés sur divers facteurs et hypothèses, notamment les suivants : l'absence de changements imprévus du régime législatif et du contexte d'exploitation se rapportant au marché ontarien de l'électricité, l'absence de

décision défavorable de la CEO et d'autres organismes de réglementation sur les demandes en cours, l'absence de changements imprévus des ordonnances tarifaires ou des structures tarifaires applicables à nos activités de distribution et de transport, la stabilité de l'environnement réglementaire, la préparation de plans d'affaires, de documents réglementaires et d'un programme de dépenses en immobilisations futures en supposant qu'à compter de 2011 la comptabilité des activités à tarifs réglementés se poursuivra selon les IFRS et l'absence de tout événement important survenant hors du cours normal des activités. Ces hypothèses reposent sur l'information dont nous disposons actuellement, y compris de l'information obtenue auprès d'analystes de l'industrie. Les résultats réels pourraient différer de façon importante de ceux que laissent prévoir ces énoncés prospectifs. Bien que nous ignorions l'incidence que pourraient avoir ces différences éventuelles, celles-ci pourraient avoir une incidence défavorable importante sur nos activités, nos résultats d'exploitation, notre situation financière et la stabilité de notre crédit. Les facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats réels diffèrent de façon importante de ceux qu'expriment ou laissent entendre ces énoncés prospectifs sont notamment les suivants :

- les risques associés au fait que nous sommes régis par la province;
- l'incidence de la conclusion finale de l'exposé-sondage portant sur la comptabilisation des activités à tarifs réglementés;
- les discussions continues tenues avec l'OEO visant les besoins du projet de transport, les besoins et les priorités en matière de sources de production d'électricité;
- l'opposition aux projets prévus et les délais dans l'obtention des approbations ou la conclusion des ententes nécessaires à ceux-ci, ou leur refus;
- les résultats des décisions réglementaires concernant nos besoins en matière de produits, le recouvrement des coûts et les tarifs;
- les rendements futurs des placements, les variations des prestations ou les hypothèses actuarielles;
- le risque que des approbations déjà obtenues puissent par la suite être remises en question, portées en appel ou retirées;
- les risques associés à la fluctuation des taux d'intérêt;
- les risques liés à l'incertitude économique actuelle et à la volatilité des marchés financiers;
- l'incidence de la *Loi sur l'énergie verte* sur notre société, ainsi que des coûts et des charges en découlant.

Le lecteur est prié de noter que la liste des facteurs susmentionnés n'est pas exhaustive. Il est traité plus en détail de certaines de ces questions et d'autres facteurs sous la rubrique « Gestion des risques et facteurs de risque » du rapport de gestion de 2009. Il convient de lire cette rubrique avec attention.

Le présent rapport de gestion est daté du 13 mai 2010. Le lecteur peut consulter de l'information supplémentaire sur notre société, y compris notre notice annuelle, dans SEDAR, à l'adresse www.sedar.com.

HYDRO ONE INC.
ÉTATS CONSOLIDÉS DES RÉSULTATS ET DU RÉSULTAT ÉTENDU (non vérifié)

Trimestres terminés les 31 mars (en millions de dollars canadiens, sauf les montants par action)	2010	2009
Produits		
Transport	320	302
Distribution	983	986
Divers	16	15
	1 319	1 303
Charges		
Achats d'électricité	655	666
Exploitation, entretien et administration	258	243
Amortissement	139	124
	1 052	1 033
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	267	270
Charges de financement	85	72
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	182	198
Provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	13	21
Bénéfice net	169	177
Autres éléments du résultat étendu	–	–
Résultat étendu	169	177
Bénéfice de base et dilué par action ordinaire (en dollars canadiens)	1 651	1 724

ÉTATS CONSOLIDÉS DES BÉNÉFICES NON RÉPARTIS (non vérifié)

Trimestres terminés les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	2010	2009
Bénéfices non répartis au début de la période	1 791	1 497
Modification de convention comptable portant sur la constatation des actifs et des passifs d'impôts futurs *(note 2)*	–	12
Bénéfice net	169	177
Dividendes *(note 3)*	(14)	(108)
Bénéfices non répartis à la fin de la période	1 946	1 578

ÉTATS CONSOLIDÉS DU CUMUL DES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT ÉTENDU (non vérifié)

Trimestres terminés les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	2010	2009
Cumul des autres éléments du résultat étendu au début de la période	(10)	(10)
Autres éléments du résultat étendu	–	–
Cumul des autres éléments du résultat étendu à la fin de la période	(10)	(10)

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

HYDRO ONE INC.
BILANS CONSOLIDÉS (non vérifié)

(en millions de dollars canadiens)	31 mars 2010	31 décembre 2009
Actif		
Actifs à court terme		
Placements à court terme	647	–
Débiteurs (déduction faite de la provision pour créances douteuses)	851	843
Actifs réglementaires	71	72
Matières et fournitures	22	21
Actifs d'impôts futurs	23	21
Autres	11	16
	1 625	973
Immobilisations corporelles		
Immobilisations corporelles en service	18 617	18 407
Déduire l'amortissement cumulé	6 926	6 815
	11 691	11 592
Immobilisations en cours	1 359	1 256
Terrains, composantes et pièces de rechange destinés à une utilisation future	149	150
	13 199	12 998
Autres actifs à long terme		
Actifs réglementaires	1 081	1 033
Actif au titre des prestations constituées	409	424
Actifs incorporels (déduction faite de l'amortissement cumulé)	213	218
Écart d'acquisition	133	133
Actifs d'impôts futurs	17	18
Autres actifs	12	13
Placement à long terme *(note 4)*	249	–
	2 114	1 839
Total de l'actif	16 938	15 810

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

HYDRO ONE INC.
BILANS CONSOLIDÉS (non vérifié) (suite)

(en millions de dollars canadiens)	31 mars 2010	31 décembre 2009
Passif		
Passifs à court terme		
Dette bancaire	20	26
Créditeurs et charges à payer	735	800
Passifs réglementaires	108	100
Intérêts courus	123	74
Billets à court terme à payer	–	55
Tranche échéant à moins de un an de la dette à long terme *(note 5)*	850	600
	1 836	1 655
Dette à long terme *(note 5)*	7 032	6 281
Autres passifs à long terme		
Avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite	950	940
Passifs réglementaires	478	504
Passifs d'impôts futurs	754	693
Passifs environnementaux	299	303
Créditeurs et autres passifs à long terme	16	16
	2 497	2 456
Total du passif	11 365	10 392
Capitaux propres		
Actions privilégiées (autorisées : nombre illimité; émises : 12 920 000)	323	323
Actions ordinaires (autorisées : nombre illimité; émises : 100 000)	3 314	3 314
Bénéfices non répartis	1 946	1 791
Cumul des autres éléments du résultat étendu	(10)	(10)
Total des capitaux propres	5 573	5 418
Total du passif et des capitaux propres	16 938	15 810

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

HYDRO ONE INC.
ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE (non vérifié)

Trimestres terminés les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	**2010**	**2009**
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	169	177
Dépenses liées à l'environnement	(3)	(1)
Ajustements au titre des éléments sans effet sur la trésorerie :		
Amortissement (excluant les coûts de retrait)	128	115
Compte de remboursement des passifs réglementaires	(8)	(5)
Compteurs intelligents	(7)	(3)
Compte d'écarts lié à la protection des tarifs aux consommateurs situés en milieu rural ou en région éloignée	7	(2)
Compte d'écarts liés au règlement de détail	5	(7)
Autres comptes d'actifs et de passifs réglementaires	–	1
Impôts futurs	9	3
	300	278
Variations des soldes hors trésorerie liés à l'exploitation	(13)	(97)
Rentrées nettes liées aux activités d'exploitation	287	181
Activités de financement		
Émission de titres de créance à long terme	1 000	600
Remboursement sur la dette à long terme	–	(400)
Billets à court terme à payer	(55)	150
Dividendes versés	(14)	(108)
Autres	–	5
Rentrées nettes liées aux activités de financement	931	247
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations		
Immobilisations corporelles	(317)	(311)
Actifs incorporels	(5)	(25)
	(322)	(336)
Placement à long terme	(250)	–
Autres actifs	7	12
Sorties nettes liées aux activités d'investissement	(565)	(324)
Variation nette de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	653	104
Trésorerie et équivalents de trésorerie au début de la période *(note 7)*	(26)	16
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la fin de la période	627	120

Se reporter aux notes afférentes aux états financiers consolidés.

HYDRO ONE INC.
NOTES AFFÉRENTES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS (non vérifié)

1. RÈGLES DE PRÉSENTATION

Les présents états financiers consolidés intermédiaires ne sont pas conformes à tous les égards aux obligations d'information énoncées dans les principes comptables généralement reconnus du Canada pour les états financiers annuels et doivent, par conséquent, être lus conjointement avec les états financiers consolidés annuels de Hydro One Inc. (« Hydro One » ou la « société ») de l'exercice terminé le 31 décembre 2009, qui contiennent des renseignements nécessaires ou utiles pour comprendre les activités de la société et la présentation de ses états financiers. Plus particulièrement, les principales conventions et pratiques comptables de la société sont présentées à la note 2 afférente aux états financiers consolidés annuels, et elles ont été appliquées de façon uniforme dans le cadre de la préparation des présents états financiers consolidés intermédiaires.

La demande d'électricité suit généralement les variations climatiques normales et, par conséquent, les produits d'exploitation liés à l'énergie de la société, toutes choses étant égales par ailleurs, auront tendance à être plus élevés aux premier et troisième trimestres qu'aux deuxième et quatrième trimestres.

2. MODIFICATIONS COMPTABLES

Modification de convention comptable — Impôts sur le bénéfice

Avec prise d'effet le 1er janvier 2009, la société a adopté les modifications de l'Institut Canadien des Comptables Agréés (« ICCA ») apportées au chapitre 3465, « Impôts sur les bénéfices » et au chapitre 1100, « Principes comptables généralement reconnus » du *Manuel de l'ICCA*. Ces chapitres modifiés établissent de nouvelles normes de constatation, de mesure, de présentation et d'information applicables aux actifs et aux passifs d'impôts futurs d'entreprises à tarifs réglementés.

Dans le cas des opérations et des événements qui donnent lieu à des écarts temporaires entre la valeur fiscale et la valeur comptable des actifs et des passifs, l'adoption de ces chapitres modifiés oblige la constatation d'actifs et de passifs d'impôts futurs, et de ce fait, la constatation de passifs et d'actifs réglementaires. Les écarts temporaires ont principalement trait à l'excédent de la déduction pour amortissement sur l'amortissement comptable et aux avantages sociaux futurs autres que les prestations de retraite.

Du fait de l'adoption de ces normes modifiées, le 1er janvier 2009, la société a constaté des actifs d'impôts futurs à court terme de 20 millions de dollars, des actifs d'impôts futurs à long terme de 12 millions de dollars et des passifs d'impôts futurs à long terme de 503 millions de dollars. La société a également constaté des passifs réglementaires à court terme correspondants de 29 millions de dollars, des passifs réglementaires à long terme de 14 millions de dollars et des actifs réglementaires à long terme de 526 millions de dollars. Un ajustement de 12 millions de dollars a été apporté aux bénéfices non répartis en date du 1er janvier 2009 pour tenir compte de l'incidence cumulative sur le bénéfice des actifs et des passifs d'impôts futurs au 31 décembre 2008 qui ne sont pas pris en compte dans le processus d'établissement des tarifs.

3. DIVIDENDES

Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2010, la société a déclaré des dividendes sur actions privilégiées de 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2009) et des dividendes sur actions ordinaires de 10 millions de dollars (104 millions de dollars en 2009).

4. PLACEMENT À LONG TERME

Le 22 janvier 2010, Hydro One a acquis 250 millions de dollars de billets à taux variable de la province de l'Ontario, échéant le 19 novembre 2014 comme autre forme de liquidité visant à compléter ses facilités de crédit bancaires. La Société a classé ce placement comme étant détenu à des fins de transaction et, de ce fait, elle l'a comptabilisé à la juste valeur au bilan consolidé.

5. DETTE À LONG TERME

Au cours du trimestre terminé le 31 mars 2010, Hydro One a émis des billets supplémentaires dans le cadre de son programme de billets à moyen terme.

La première émission, le 22 janvier 2010, a consisté en un placement supplémentaire de billets à 3,13 % d'un montant en capital de 500 millions de dollars. Les billets échoient le 19 novembre 2014 et ils ont été émis initialement le 19 novembre 2009 pour un montant de 250 millions de dollars, ce qui porte le montant total en cours aux termes de cette émission à 750 millions de dollars.

La deuxième émission, le 15 mars 2010 a consisté en un placement supplémentaire de billets à 4,40 % d'un montant en capital de 300 millions de dollars. Les billets échoient le 1er juin 2020.

La troisième émission, le 15 mars 2010, a consisté en un placement supplémentaire de billets à 5,49 % d'un montant en capital de 200 millions de dollars. Les billets échoient le 16 juillet 2040 et ils ont été émis initialement le 16 juillet 2009 pour un montant de 300 millions de dollars, ce qui porte l'encours total de la dette liée à ce placement à 500 millions de dollars.

Le 22 janvier 2010, Hydro One a conclu deux swaps fixe-variable portant sur un notionnel de 250 millions de dollars visant la conversion de 500 millions de dollars de billets à 3,13 % de Hydro One échéant le 19 novembre 2014 en une dette à taux variable de trois mois. La société a désigné ces swaps comme étant des couvertures de juste valeur liées au risque de taux d'intérêt, et elle a constaté la variation de leur juste valeur de même que les variations de la juste valeur des billets à taux fixe attribuables au risque couvert à l'état des résultats de la période. Dans le cas où la couverture est inefficace, le montant lié à la partie inefficace est constaté immédiatement dans les charges de financement à l'état des résultats, et ce montant était négligeable pour la période à l'étude.

6. AVANTAGES SOCIAUX FUTURS

Le total des coûts liés aux avantages sociaux s'établit comme suit :

Troisièmes trimestres terminés les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	**2010**	**2009**
Régimes de retraite		
Coûts nets au titre des prestations de la période	45	32
Cotisation à la caisse de retraite	30	29
Déduire la tranche attribuable à la main-d'œuvre et capitalisée dans le coût des immobilisations corporelles	12	12
Montant imputé aux résultats d'exploitation	18	17
Avantages sociaux futurs, à l'exception des prestations de retraite		
Coûts nets au titre des prestations de la période	22	20
Déduire la tranche attribuable à la main-d'œuvre et capitalisée dans le coût des immobilisations corporelles	9	8
Montant imputé aux résultats d'exploitation	13	12

7. ÉTATS CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Aux fins des états consolidés des flux de trésorerie, le terme « trésorerie et équivalents de trésorerie » renvoie aux éléments « placements à court terme » et « dette bancaire » du bilan consolidé.

8. INFORMATIONS SECTORIELLES

Hydro One compte trois secteurs isolables :

- l'entreprise de transport, dont l'activité principale consiste à fournir des services de transport et de raccordement, et qui est responsable du transport de l'électricité dans l'ensemble du réseau électrique de l'Ontario;
- l'entreprise de distribution, dont l'activité principale consiste à livrer et à vendre de l'électricité aux clients;
- le secteur « Divers » qui comprend principalement une entreprise de télécommunications.

La désignation des secteurs d'activité est fondée à la fois sur le statut réglementaire et sur la nature des produits et des services offerts. Ainsi, les informations sectorielles se présentent comme suit :

Trimestres terminés les 31 mars (en millions de dollars canadiens)	Transport	Distribution	Divers	Chiffres consolidés
2010				
Bénéfice sectoriel				
Produits	320	983	16	1 319
Achats d'électricité	–	655	–	655
Exploitation, entretien et administration	107	137	14	258
Amortissement	64	73	2	139
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	149	118	–	267
Charges de financement				85
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				182
Dépenses en immobilisations	195	126	1	322
2009				
Bénéfice sectoriel				
Produits	302	986	15	1 303
Achats d'électricité	–	666	–	666
Exploitation, entretien et administration	103	127	13	243
Amortissement	58	64	2	124
Bénéfice avant les charges de financement et la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés	141	129	–	270
Charges de financement				72
Bénéfice avant la provision pour paiements en remplacement des impôts sur le bénéfice des sociétés				198
Dépenses en immobilisations	187	148	1	336

8. INFORMATIONS SECTORIELLES (suite)

(en millions de dollars canadiens)	31 mars 2010	31 décembre 2009
Total de l'actif		
Transport	9 106	9 118
Distribution	6 357	6 531
Divers	1 475	161
	16 938	15 810

Tous les produits, les coûts et les actifs, selon le cas, sont gagnés, engagés ou détenus au Canada.

9. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS

Le 9 avril 2010, la Commission de l'électricité de l'Ontario (« CEO ») a rendu une décision portant sur la demande de tarifs de 2010-2011 faite par Hydro One Networks relativement à ses activités de distribution. Les tarifs révisés ont été approuvés le 1er mai 2010, et seront appliqués le 1er janvier 2011. Le 16 avril 2010, Hydro One Networks a déposé un projet d'ordonnance tarifaire afin d'établir les besoins en matière de produits à 1 146 millions de dollars pour 2010 et à 1 236 millions de dollars pour 2011, lesquels devraient rendre compte d'augmentations d'environ 9,3 % en 2010 et 10,5 % en 2011 visant à soutenir les programmes de travaux nécessaires, l'application de la *Loi sur l'énergie verte* et l'installation de compteurs intelligents. Le 29 avril 2010, la CEO a publié l'ordonnance tarifaire définitive visant les tarifs de distribution de 2010, qui est conforme au projet d'ordonnance déposé le 16 avril 2010. Les tarifs de 2011 seront fixés une fois le *Consensus Forecast* de septembre 2010 publié, date à laquelle le taux de rendement sur les capitaux propres de 2011 feront l'objet de prévisions.

Le 13 avril 2010, la CEO a rendu sa décision portant sur la demande de tarifs de 2010 faite par Hydro One Brampton Networks Inc. aux termes du mécanisme de réglementation par incitatifs (« MRI ») de deuxième génération de la CEO. Les tarifs révisés, lesquels englobent le montant mensuel de 1,00 $ qui continuera d'être perçu pour chaque abonné qui utilise un compteur intelligent, ont été approuvés, et ils entreront en vigueur le 1er mai 2010.

Le 14 avril 2010, la CEO a rendu une décision à l'égard de la demande de tarifs de 2010 faite par Hydro One Remotes Communities Inc. aux termes du MRI de troisième génération de la CEO et elle a approuvé une hausse d'environ 0,4 % des taux de base liés à la production et à la distribution d'électricité avec prise d'effet le 1er mai 2010.

Le 26 avril 2010, la société a conclu quatre contrats de garantie de taux afin de bloquer les quatre révisions de taux d'intérêt à l'égard du taux variable qu'elle paie sur la dette à taux variable d'un montant de 500 millions de dollars. Les quatre contrats de garantie de taux ont été classés comme étant détenus à des fins de transaction, et ils sont évalués à la juste valeur.

Le 30 avril 2010, Hydro One Inc. a exercé son option aux termes d'une convention cadre de services conclue avec Inergi LLP (« Inergi ») et renouvelé l'entente pour une période supplémentaire de trois ans. L'échéance du 29 février 2012 dont est assortie la convention en vigueur à l'heure actuelle a été prorogée jusqu'au 28 février 2015. Aux termes de la convention prorogée, Inergi fournira des services d'impartition en traitement des affaires et en technologies de l'information, ainsi que des services de soutien du système principal liés essentiellement à l'implantation et à l'optimisation du système SAP. Le total des sommes qui seront versées à Inergi pendant les cinq années de la convention s'élèvera à environ 650 millions de dollars.